



Konsultation zum Optionenpapier des BMWKs

Strommarktdesign der Zukunft

DIHK

Deutsche
Industrie- und Handelskammer

Konsultation Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem

Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

BMWK: 1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen?

DIHK: Nein, die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen teilt die DIHK nicht abschließend.

Die Einschätzung des BMWK teilen wir nur bedingt, da die Risiken des marktgetriebenen Zubaus erneuerbarer Energien überbetont werden, um eine Argumentation für Förderung zu schaffen, damit die EEG-Ausbauziele auch in jedem Fall erreicht werden. Ob es sinnvoll ist, diese Ziele unbedingt zu erreichen, wird nicht diskutiert. Die DIHK hat insbesondere bei folgenden Punkten eine andere Sicht der Dinge:

Strommarkterlöse böten nicht ausreichend Investitionsanreize: Hier wird nicht berücksichtigt, dass viele Erneuerbare längst marktreif sind, wie z. B. Null-Cent-Gebote für Wind auf See beweisen. Die Bedingungen würden sich allerdings verschlechtern, wenn ein zentraler Kapazitätsmechanismus eingeführt wird. Diese und andere Wechselwirkungen zwischen den vier Handlungsfeldern kommen definitiv zu kurz. Auch die Aussage, dass Investoren Erlösrisiken nicht beeinflussen und sich nicht absichern könnten, sieht die DIHK anders. Der Strommarkt bietet ausreichende Absicherungsmöglichkeiten für Investoren. Andernfalls würden PPA-Verträge in Deutschland nicht spürbar zulegen.

BMWK: 2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

DIHK: Aus der Perspektive der gewerblichen Wirtschaft können erneuerbare Energien auch ohne eine Förderung marktwirtschaftlich ausgebaut werden. Sollte dennoch aus politischen Gründen eine Förderung notwendig sein, gilt, dass eine Investitionskostenförderung einer Betriebskostenförderung vorzuziehen ist.

Bei der Option 4 (Kapazitätsszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag) unterschlägt das Papier die einfachste Variante: Die Umstellung auf eine direkte Förderung bemessen an den Investitionskosten (Investitionsprämie), wie sie mit dem Wachstumschancengesetz von

der Bundesregierung bereits vorgeschlagen wurde. Bleibt diese begrenzt – z. B. auf 15 Prozent – hat sie nur geringe Verzerrungswirkungen auf Anlagenauslegung und -einsatz, weil Anlagenbetreiber den weit überwiegenden Teil der Kapitalkosten und die gesamten laufenden Kosten aus dem Markt heraus verdienen müssen. Um Zeiten mit negativen Preisen zu vermeiden, werden Anlagenbetreiber versuchen, den Großteil ihrer Stromerzeugung über Terminprodukte wie PPA zu vermarkten. Anlagen werden daher zunehmend an den Bedürfnissen der Nachfrage orientiert und nicht mehr angebotsorientiert wie im momentanen System. Alle anderen Varianten können eine solche Marktintegration erneuerbarer Energien nicht oder nur annähernd mit erheblichen regulatorischen Eingriffen erreichen.

Differenzverträge (Option 2) hebeln eine Absicherung über Terminmärkte grundsätzlich aus, da der Markt durch staatliche Garantien ersetzt wird. Das Marktpreissignal würde massiv geschwächt mit erheblichen europaweiten Konsequenzen, da der deutsche Terminmarkt die „Leitwährung“ für Absicherungsgeschäfte darstellt. Bei Option 1 hinge der Schwächungseffekt wahrscheinlich von der Größe des gewählten Marktwertkorridors ab. Aussagen zu den beiden anderen Optionen sind kaum möglich, da zu viele Details unklar bleiben. Wir verweisen auch auf die Aussagen unter 5..

BMWK: 3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

DIHK: Die Finanzierungskosten bei Option 4 sind sicherlich zunächst höher als bei Option 1 und 2, da die Banken sich erst an die neue Art der Förderung gewöhnen müssen. Mittelfristig dürften sich die Unterschiede zumindest verkleinern, wenn entsprechend viele Projekte umgesetzt wurden und mit dieser Art der Finanzierung Erfahrung gesammelt wurde. Positiv an der Umstellung auf eine Investitionsprämie ist in jedem Fall, dass nicht mehr so viel Geld für z. B. Pachtzahlungen für die Landnutzung zur Verfügung steht, da Markterlöse vergleichsweise mehr Unsicherheiten haben. Projekte könnten daher ggf. sogar trotz etwas höherer Finanzierungskosten bereits mit der Umstellung zu geringeren Gesamtkosten führen. Die Kapitalkosten würden zudem sinken, wenn die Bundesregierung die angekündigte Bürgschaft für PPA-Projekte umsetzen würde. Beim Thema PPA bleibt das Papier im Übrigen hinter den Erwartungen der Wirtschaft zurück. Dabei bietet gerade der PPA-Markt erhebliche Potenziale für einen effizienten Ausbau erneuer-

erbarer Energien und sollte ebenfalls als ernsthafte Option aufgegriffen und geprüft werden.

BMWK: *4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:*

DIHK: Alle vier im Papier skizzierten Optionen gehen mit erheblichen administrativen Kosten und regulatorischen Risiken einher. In der Folge haben daher alle genannten Optionen für potenzielle Investoren erhebliche Unsicherheiten. Dadurch steigen die Kosten für Abnehmer und Verbraucher überdurchschnittlich an. Insbesondere das Modell mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen zeigt die ganze Komplexität, in der das EEG bereits steckt und die sich durch eine entsprechende Reform eher noch vergrößern dürfte. Die DIHK plädiert daher für ein einfach umzusetzendes Modell, das Bürokratie abbaut, Marktsignale wirken lässt und noch für eine Übergangszeit eine Förderung bietet (s. folgenden Punkt).

BMWK: *5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

DIHK: Erneuerbare Energien haben im ersten Halbjahr 2024 einen Anteil von rund 57 Prozent an der Bruttostromerzeugung erreicht. Betreiber sollten direkt nach Inbetriebnahme einen Teil der Investitionssumme aus einem öffentlichen Topf erhalten. Ein Testat, z. B. eines Wirtschaftsprüfers, wäre dafür ausreichend. So könnten etwa Speichertechnologien oder eine Ost-West Ausrichtung von PV-Anlagen die Rendite

steigern, weil der Zeitpunkt der Einspeisung verschoben werden kann. Das reduziert teure Abschaltungen, weitet das Zeitfenster der Versorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland aus und entlastet die Stromnetze. Marktsignale entscheiden über die Anlagenkonfiguration und den Einsatz und nicht länger staatliche Vorgaben über das EEG. Die DIHK hatte bereits im vergangenen Jahr vorgeschlagen, Strompartnerschaften zwischen Anlagenbetreibern und Abnehmern (PPA) über eine Investitionsprämie einen finanziellen Anreiz zu geben.

Die Bundesregierung hatte einen Teil der Strompartnerschaft im Referentenentwurf des Wachstumschancengesetzes bereits aufgegriffen. Leider ist die Strompartnerschaft den Verhandlungen mit den Ländern zum Opfer gefallen, weil die Administration niemand übernehmen wollte. Es ist Zeit für einen neuen Anlauf. Bei einer Investitionsprämie von bis zu 15 Prozent bedarf es keiner spezifischen beihilferechtlichen Genehmigung und unserer Auslegung nach auch keiner Rückzahlungspflicht. Sorgen wegen ungünstiger Anlagenauslegung oder dass gar kein Strom produziert wird, sind bei dieser Höhe ebenfalls unbegründet, weil der Löwenanteil der Investitionskosten noch verdient werden muss.

Jedenfalls sollte die Investitionsprämie nur ein Übergangsschritt sein und die Förderung erneuerbarer Energien so schnell wie möglich ganz auslaufen. Die Nachfrage nach grünem Strom, getrieben durch Taxonomie, Nachhaltigkeitsvorgaben und steigende CO₂-Preise, ist stark genug, um für einen weiteren Ausbau zu sorgen. Es geht nicht darum, möglichst viele PV-Anlagen auf Dächer zu bringen oder Windräder aufzustellen. Es geht darum, ein effizientes klimaneutrales Stromsystem zu erreichen. Das ermöglicht die Flexibilität des Marktes und nicht politische oder administrative Wunschvorstellungen.

Leitfragen zum Kapitel: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

BMWK: 1. *Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?*

DIHK: Der Strommarkt in Deutschland ist aufgrund der Transformation in Richtung Klimaneutralität mit großen Unsicherheiten sowie Dynamiken konfrontiert. Entsprechend sollten Mechanismen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit Anpassungs- und Anschlussfähigkeit für zukünftige Entwicklungen sicherstellen. Sollte entgegen der Einschätzung verschiedener Studien von Wissenschaft und Energieexperten sowie der Breite der gewerblichen Wirtschaft die Versorgungssicherheit in Deutschland nach Meinung der Bundesregierung nur durch Investitionen in steuerbare Kapazitäten im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus sichergestellt werden können, ist dieser europäisch zu organisieren. Nationale Kapazitätsmechanismen werden von der Wirtschaft in Deutschland mit großer Mehrheit abgelehnt und stehen auch mit Blick auf die notwendige Vollendung eines europäischen Energiebinnenmarkt im Widerspruch. Des Weiteren gehen wir davon aus, dass die beihilferechtliche Genehmigung jedes Kapazitätsmarkts Jahre in Anspruch nehmen wird und damit das Ziel der Bundesregierung konterkariert, möglichst schnell Planungssicherheit herzustellen. Jegliche Anpassung am Kapazitätsmarkt müsste dann erneut in Brüssel notifiziert werden und würde regelmäßig Phasen der Unsicherheit nach sich ziehen. Die Erreichung der Klimaziele wird damit stark gefährdet.

BMWK: 2. *Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?*

DIHK: Die Herausforderungen von zentralen Kapazitätsmärkten (ZKM) sind sehr groß und stellen teilweise erhebliche Probleme für das Funktionieren eines klimaneutralen Stromsystems da, weil Marktsignale geschwächt werden. Dies betrifft in erster Linie alle Technologien, die zukünftig Flexibilität bereitstellen können. So ist davon auszugehen, dass beispielsweise Wärmepumpen, bestimmte Teile industrieller Prozesse, Elektrolyseure, Speicher oder Elektroautos bei Ausschreibungen im Rahmen eines ZKM nicht zum Zuge kommen. Da ZKM das Marktsignal schwächen, haben diese innovativen Geschäftsmodelle auch keine marktliche Alternative und können dadurch nicht wirtschaftlich betrieben werden. In der Folge stehen zentrale Kapazitätsmärkte vor der Herausforderung, dass fast alle Klimaschutztechnologien nicht über den Markt skaliert werden und Flexibilitäten im Strommarkt sich nicht entwickeln werden. Daraus könnte es notwendig werden, Flexibilitäten zu fördern, was wiederum den Strompreis weiter erhöhen würde, sofern die Kosten nicht aus dem Bundeshaushalt finanziert würden. Es besteht daher die Gefahr eines Rutschbahneffekts hin zu immer

mehr Fördernotwendigkeiten. Marktsignale würden immer weiter verzerrt und die Stromkosten für die Wirtschaft stiegen. Hinzu kommt, dass der marktgetriebene Ausbau erneuerbarer Energien aufgrund sinkender Erlöse erheblich an Geschwindigkeit verliert und die Förderkosten bestehender Anlagen steigen.

Das Risiko einer Überdimensionierung von Erzeugungsanlagen ist in ZKM sehr groß, weil die wesentlichen Informationen nicht aus der Nachfragekurve des Marktes abgeleitet werden, sondern Ergebnis eines politischen Verhandlungsprozesses sind und/oder administrativer Planungsverfahren. Entsprechend reagiert die Dimensionierung des Angebots nicht auf die tatsächliche Nachfrage, was zu einer massiven Überdimensionierung führt. So hat die Energiepreiskrise und die damit einhergehende Wachstumsschwäche der deutschen Wirtschaft entgegen allen Prognosen zu einem sinkenden Stromverbrauch in den letzten Jahren geführt. Allein dieses Beispiel zeigt, dass die Zukunft nicht planbar ist. Daraus resultieren erhebliche zusätzliche Kosten für die Wirtschaft aufgrund der Überdimensionierung.

Es ist davon auszugehen, dass die zuvor genannten Herausforderungen durch zusätzliche Förderprogramme staatlich kompensiert werden müssen. Unternehmen würden so durch zusätzliche Aufwände im Bundeshaushalt oder per Umlage belastet.

BMWK: 3. *Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?*

DIHK: Förderungen einzelner Technologien werden von der Breite der Wirtschaft allgemein sehr kritisch bewertet. Die europarechtlich geforderten Rückzahlungen im Rahmen von Förderprogrammen, beziehen sich ausschließlich auf eine Betriebskostenförderung, die die DIHK aufgrund ihrer erheblichen Auswirkungen auf Marktsignale sehr kritisch sieht. Sollte eine Förderung notwendig sein, ist eine Investitionskostenförderung einer Betriebskostenförderung vorzuziehen. Dies gilt umso mehr, als dass bei einer Investitionsförderung europarechtlich wahrscheinlich keine Rückzahlung notwendig ist und Investitionszuschüsse von bis zu 15 Prozent keine europäische Notifizierung bedürfen.

Sollte ein Rückzahlungsmechanismus dennoch zum Tragen kommen, weil die Bundesregierung ein anderes Modell wählt, ist davon auszugehen, dass kleine und mittlere Anlagen aufgrund des sehr hohen Risikos nicht an einem zentralen Kapazitätsmarkt teilnehmen. Bei allen anderen Anlagen würde das Risiko soweit wie möglich in die Gebote eingepreist werden. Entsprechend würden Unternehmen Unsicherheiten wie die Risiken einer Rückzahlung als Opportunitätskosten in die Ausschreibungsgebote einpreisen, wodurch sich die Gestehungskosten erhöhen. Hinzu kommen Transaktionskosten zum Aufbau und zur Abwick-

lung eines neuen, komplexen Mechanismus. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass ein Rückzahlungsmechanismus den Effekt hat, dass die gesellschaftlichen Kosten und damit die geplante neue Umlage für Unternehmen und Verbraucher zur Finanzierung des zentralen Kapazitätsmarkts zusätzlich stark ansteigen würden.

Zudem weisen wir darauf hin, dass jeder Mechanismus zur Begrenzung von Gewinnen die Investitionsbereitschaft verringert. Dies gilt insbesondere, wenn entsprechende Investitionen auch in Märkten ohne vergleichbare Restriktionen getätigt werden können.

Da die DIHK davon ausgeht, dass auch der DKM beihilfe-rechtlich genehmigt werden müsste und damit ein Rückzahlungsmodus einzuführen wäre, gelten die Ausführungen genauso dafür.

BMWK: 4. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

DIHK: Eine Synthese aus einem zentralem und einem dezentralen Kapazitätsmarkt im Rahmen eines kombinierten Kapazitätsmechanismus bietet nur für sehr wenige Unternehmen die Chance hohe Planungssicherheit und zusätzliche Erlöse zu generieren. Darüber hinaus lässt eine Kombination aus zwei Mechanismen eine sehr große Komplexität erwarten, die für Teile der Wirtschaft erheblichen Bedarf an Beratungsdienstleistung erwarten lässt.

Dabei überwiegen jedoch die Herausforderungen. Denn bis ein Modell aus einem zentralem und einem dezentralen Kapazitätsmarkt operativ wirken kann, sind zwei Notifizierungsverfahren notwendig, da es sich in beiden Fällen um eine Beihilfe handelt. Bereits mit der Kraftwerksstrategie (KWS) wurde offensichtlich, dass ein vergleichbarer Prozess erhebliche Ressourcen bindet, sich über mehrere Jahre hinwegzieht und mit erheblichen Einschränkungen einhergeht. Für Unternehmen beutet dies fehlende Planungssicherheit über einen extrem langen Zeitraum und unkalkulierbare Risiken und Unsicherheiten. Hinzu kommt, dass gerade aufgrund von zwei unterschiedlichen Systemen und Mechanismen die Koordination und Abstimmung zwischen beiden Funktionsweisen die Transaktionskosten erheblich ansteigen. Gleichzeitig ist ein kontinuierliches Nachsteuern zu erwarten, um negative Effekte auszutarieren oder politische Forderungen umzusetzen. Für die gewerbliche Wirtschaft bedeutet dies in der Breite fehlende Planungssicherheit, Zweifel an der Versorgungssicherheit und hohe Kosten. Gleichzeitig wird der bereits heute vielfach vorherrschende Attentismus im Rahmen der Transformation gefestigt und Investitionen in ein klimaneutrales Stromsystem ausgebremst.

Wie frontier economics in seinem Debattenbeitrag zum KKM schreibt, gehen auch wir davon aus, dass schlussendlich der DKM leerläuft und (fast) alle Kapazitäten über den ZKM be-

zuschlagt würden. Zudem sehen wir auch keinen Mehrwert des DKM gegenüber dem bestehenden Ausgleichsenergiesystem. Daraus zu schlussfolgern, dass allein ein ZKM eine gute Option ist, ist hingegen nicht angemessen. Wir verweisen auf die Ausführungen unter 2. und 3.

BMWK: 5. Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

DIHK: Rein technisch ist eine Kombination aus einem zentralen Kapazitätsmarkt und einer marktlichen Absicherungspflicht (KMS) denkbar. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn die Ausgestaltung des zentralen Kapazitätsmarktes sich auf die Umsetzung der Kraftwerksstrategie beschränkt. Die Aufgabe die Stromversorgung in Deutschland sicherzustellen, wird jedoch umso komplexer und langwieriger je mehr Elemente und Mechanismen über die ohnehin europäische geforderte Absicherungspflicht (KMS) hinausgehen.

Aus der Perspektive der gewerblichen Wirtschaft kann die Versorgungssicherheit des Strommarktes am effizientesten durch eine Absicherungspflicht gewährleistet werden. Ein zusätzlicher zentraler Kapazitätsmarkt und damit einhergehende Ausschreibungen erhöhen die Kosten der Versorgungssicherheit. Aufgrund der geplanten Finanzierung des zentralen Kapazitätsmarktes über eine zusätzliche Umlage steigen unmittelbar die Stromkosten für Unternehmen und Verbraucher an.

BMWK: 6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

DIHK: Grundsätzlich ist anzumerken, dass bisher eine weitergehende Ausarbeitung nur für den kombinierten Kapazitätsmarkt Option 4 (KKM) vorliegt. Und auch diese lässt viele Detailfragen offen, wie auch der Workshop am 27. August gezeigt hat. Weiterführende Arbeiten für anderen Optionen, die ebenfalls im Papier zur Diskussion gestellt wurden, liegen bisher überhaupt nicht vor. Das BMWK ist hier aufgefordert, weitere Expertise auch zu den anderen Optionen erarbeiten zu lassen.

Aus der Perspektive der gewerblichen Wirtschaft sollte hierbei insbesondere die Absicherungspflicht fokussiert werden, da sich diese bereits im Gesetzgebungsprozess befindet und die Implementierung weitere Optionen überflüssig machen kann. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des Kraftwerks-sicherungsgesetz, womit bereits witterungsunabhängige Kapazitäten in einem erheblichen Umfang bereitgestellt werden. Aufgrund der oben beschriebenen Nachteile von ZKM, DKM und einer Kombination raten wir von der Einführung eines Kapazitätsmarkts ab. Die Trias aus Bilanzkreisverantwortung, Absicherungspflicht und Kapazitätsreserve ist aus unserer Sicht geeignet, Versorgungssicherheit auch langfristig effizient zu gewährleisten und verbindet die geringsten Kosten aller Optionen mit der höchsten Planungssicherheit.

Leitfragen zum Kapitel: lokale Signale

BMWK: 1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

DIHK: Der Nutzen lokaler Signale muss zu jeder Zeit größer sein als die Kosten des Redispatches. Während Redispatch einerseits und der Netzausbau andererseits das Stromsystem entlasten, ist die Wirkung lokaler Signale bisher nicht erprobt. In der Praxis sind lokale Signale an vielfältige technische Herausforderungen geknüpft, die bisher nicht vorliegen und lange Umsetzungszeiträume benötigen. Dies betrifft beispielsweise den Ausbau einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur oder die Modernisierung von industriellen Produktionsprozessen und Netzinfrastrukturen. Inwieweit die technischen Voraussetzungen in der Zukunft gegeben sein werden, ist fraglich. In jedem Fall jedoch dürfte dies vielfach im Rahmen von Investitionszyklen erst nach 2030 der Fall sein. Dabei ist es von großer Wichtigkeit, dass die Unternehmen eine ausreichende Übergangsfrist erhalten und entsprechende Regulierungsaspekte umfassend geprüft und getestet werden, bevor diese zukünftig in der Breite zur Anwendung kommen.

BMWK: 2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

DIHK: Vorteile

Die drei genannten Optionen haben unterschiedliche Vorteile, wobei eine Kombination aus Option 1 und 2 für die Wirtschaft in der Breite grundsätzlich am vielversprechendsten ist.

Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte (Option 1) haben den Vorteil, dass daraus entstehende Kosten über den Bundeshaushalt finanziert werden können. Auch kann damit ein überdurchschnittlicher Verbrauch in gewissen Zeiten mit hoher Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Industrie und Gewerbe beispielsweise zur Sektorenkopplung angereizt werden, um die Netze vor Ort zu entlasten. Darüber hinaus bietet es die Möglichkeit, den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen, indem Direktstromlieferverträge (PPA) von Netzentgelten entlastet werden.

Regionale Förderprogramme (Option 2) haben den Vorteil, dass die grundlegenden Marktmechanismen nicht untergraben werden. Dies setzt jedoch voraus, dass die Förderung ausschließlich einen Investitionszuschuss darstellt (CAPEX) und nicht die Betriebskosten (OPEX) subventioniert werden.

Die Option von flexiblen Lasten im Engpassmanagement (Option 3) hat den Vorteil, dass sie auf eine in der Vergangenheit sehr gut funktionierende Regulierung aufbauen kann. Die gewerbliche Wirtschaft spricht sich seit langem dafür aus, das Instrument der abschaltbaren Lasten dringend

wieder einzuführen, um eine zusätzliche und flexible Option zur Stabilisierung des Stromnetzes zu haben.

Nachteile

Die drei genannten Optionen haben vielfältige Nachteile, die es zu berücksichtigen gilt. Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte setzen technische Bedingungen voraus, die bisher nur in kleinen Forschungsprojekten getestet wurden, wie beispielsweise bidirektionales Laden. Andererseits bleiben witterungsbedingte Unflexibilitäten, etwa mit Blick auf den Betrieb von Wärmepumpen, unberücksichtigt. Hinzu kommt der Nachteil, dass zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte ein Einfallstor für neue Umlagen schaffen und die Stromkosten in Deutschland zumindest regional oder für gewisse Branchen weiter erhöhen. Dass die Bundesregierung in der Ausgestaltung eines entsprechenden Instruments aufgrund fehlender Kompetenzen keinen Einfluss hat, birgt zusätzliche Ungewissheiten für die gewerbliche Wirtschaft.

Eine regionale Steuerung durch Förderprogramme wird von der Breite der gewerblichen Wirtschaft sehr kritisch und als mit zahlreichen Nachteilen behaftet gesehen. Denn Förderprogramme haben den Nachteil, technologiespezifisch zu steuern, was die Technologieoffenheit einschränkt und den Lösungsraum stark eingrenzt. Der Strommarkt sollte vielmehr von Förderprogrammen befreit werden, statt immer neue kleinteilige Förderprogramme aufzubauen. Für die gesamte Wirtschaft sind solche Förderprogramme aufgrund europäischer Vorgaben zur Beihilfe mit großer Rechts- und Planungsunsicherheit versehen, weil Zeitpunkt, Laufzeit und Umfang immer nur kurzfristig und begrenzt feststehen. Sollten dennoch Förderprogramme notwendig sein, ist eine Investitionskostenförderung einer Betriebskostenförderung vorzuziehen, um Marktsignale wirken zu lassen.

Das Instrument flexible Lasten im Engpassmanagement durch die Wiedereinführung der Abschaltbaren Lastenverordnung (AbLaV) steht ebenfalls vor der Herausforderung, dauerhaft von der EU notifiziert zu werden, ist darüber hinaus aber mit keinen weiteren Nachteilen für die Wirtschaft verbunden.

BMWK: 3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?

DIHK: Vielversprechend sind Ansätze, die einerseits ein flexibles Verhalten anreizen, aber andererseits einen unflexiblen Verbrauch nicht bestrafen, da nicht jede wirtschaftliche Tätigkeit flexibilisiert werden kann. Darüber hinaus können Modelle mit Technologien für ein klimaneutrales Stromsystem durch eine Reduzierung der Netzentgelte angereizt werden. Dabei sollte die Anreizwirkung steigen, je näher Stromerzeugung und Verbrauch sich in räumlicher Nähe befinden. Die DIHK hat bereits im vergangenen Jahr diesbezüglich mit dem Modell der Strompartnerschaft ein mögliches Konzept aufgezeigt. Da-

rüber hinaus ist auch die Wiedereinführung der Abschaltbaren Lastenverordnung (AbLaV) ein überaus geeigneter Ansatz. Beide Ansätze sind gut miteinander zu verzahnen.

BMWK: *4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?*

DIHK: Werden falsche lokale Signale im Strommarkt gesetzt, kann dies die Stromkosten für Unternehmen massiv erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit in Deutschland noch weiter gefährden. Darüber hinaus kann die Effizienz des Gesamtsystems beeinträchtigt werden, wodurch Überkapazitäten finanziert werden müssen, die zu Lasten der Wirtschaft und privaten Verbrauchern über Steuereinnahmen aus dem Bundeshaushalt finanziert werden müssten. Gleichwohl würde auch eine neue Umlage das Risiko bergen, die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen weiter zu belasten. Dies gilt insbesondere, wenn komplexe und bürokratische Entlastungsmodelle bei einer neuen Umlage an den Bedürfnissen des Mittelstands vorbeigehen.

BMWK: *5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?*

DIHK: Lokale Preissignale sollten einerseits auf bereits gut bekannte Modelle, wie beispielsweise die Wiedereinführung

der Abschaltbaren Lastenverordnung (AbLaV) aufbauen, weil dabei die Nachfrageseite adressiert werden kann. Andererseits sollte aber insbesondere die Angebotsseite in den Blick genommen werden. Hierbei sollten beispielsweise Speicher, Elektrolyseure sowie beim Ausbau Erneuerbarer Energien lokale Preissignale auf der Angebotsseite etabliert werden, die durch eine Reduzierung der Netzentgelte umgesetzt werden können. Dies könnte beispielsweise nur im Rahmen einer förderfreien Investition von Direktstromlieferverträgen (PPA) ermöglicht werden. Mögliche Kosten sollten dabei nicht über eine Umlage, sondern über den Bundeshaushalt finanziert werden.

BMWK: *6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

Die DIHK begrüßt die deutliche Aussage im Papier zur Erhaltung der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Strompreiszone. Neben anderen Nachteilen würde der Teilungsprozess vor allem zu einer massiven jahrelangen Verunsicherung der Betriebe führen. Schließlich würde der Prozess mehrere Jahre benötigen, bis die Teilung abgeschlossen wäre. Dies würde eine weitere erhebliche Belastung der gesamten Wirtschaft bedeuten, die sowieso seit langem stagniert. Auf weitere Belastungen der Unternehmen sollte daher in jedem Fall verzichtet werden. In diesem Zusammenhang irritiert auch die Aussage, dass die Strompreiszone nur mit lokalen Signalen gehalten werden könne. Belege für diese Aussage wären gut.

Leitfragen zum Kapitel: Flexibilität

BMWK: 1. *Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?*

DIHK: Den Problembeschreibungen und der Kernaussagen stimmt die DIHK nicht zu.

Kernaussage ist, dass „Flexibilität zum zentralen Merkmal für wettbewerbsfähige Strompreise“ wird. Es ist richtig, dass Flexibilität die Gesamtkosten reduziert, wenn diese durch adäquate Rahmenbedingungen marktwirtschaftlich bereitgestellt wird. Dabei darf die Wettbewerbsfähigkeit der Strombeschaffung jedoch nicht von der Möglichkeit abhängen, inwieweit Unternehmen Flexibilität anbieten können. Dies würde den Wirtschaftsstandort Deutschland erheblich schwächen, weil in der Folge unflexible Produktionsprozesse, Mehrschichtverfahren oder Kundenanfertigungen von mittelständischen Zulieferbetrieben in Deutschland nicht mehr rentabel stattfinden würden.

Des Weiteren werden Hemmnisse im Bereich technischer, regulatorischer und ökonomischer Herausforderungen benannt, während der Aktionsbereich die technischen Probleme in der Folge nicht weiter berücksichtigt und keine Maßnahmen etwa in der Forschungsförderung anbietet. Stattdessen beschränken sich die Vorschläge auf „dynamische“ Tarife und „variable“ Netztarife, die einerseits an bisher nicht gegebenen technischen Herausforderungen, wie beispielsweise der Digitalisierung, scheitern und andererseits einer langfristigen Energiebeschaffung zur Preis- und Planungssicherheit widersprechen. Mit Blick auf Flexibilität sollte die Kernaussage gelten, dass sich flexibles Verhalten zukünftig lohnen sollte, während unflexible Prozesse in der Wirtschaft nicht bestraft werden dürfen.

Wir weisen zudem darauf hin, dass die Einführung eines Kapazitätsmarktes die Wettbewerbsaussichten für Flexibilitätsanbieter verschlechtert (s. auch Ausführungen zu Kapitel 2).

BMWK: 2. *Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?*

DIHK: Die drei aufgegriffenen Aktionsbereiche sind nicht vollständig. Zu diskutieren wäre beispielsweise auch die Wiedereinführung der Abschaltbaren Lastenverordnung (AbLaV). Die AbLaV ist ein eingeübtes und gut funktionierendes Instrument für mehr Flexibilität, welches ausgelaufen ist und aktuell Industrie und Gewerbe nicht mehr zur Verfügung steht.

Des Weiteren bleibt unberücksichtigt, dass sich Unternehmen an den Strommärkten langfristig absichern, indem sie einen Großteil des Stroms über einen langen Zeitraum bis hin zu sehr langfristigen Direktstromlieferverträgen (Green PPAs) beschaffen. Zukünftige Regelungen zur Ausgestaltung von Industrienetzentgelten sollten dem Bedürfnis einer

langfristigen Planbarkeit und Preissicherheit von Unternehmen nicht entgegenwirken. Eine kurzfristige Orientierung an der witterungsbedingten Strombereitstellung durch Wind und Sonne lässt vor diesem Hintergrund ein sehr geringes Flexibilitätspotenzial in der Wirtschaft erwarten.

BMWK: 3. *Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?*

DIHK: Hemmnisse

Auf der Seite der Nachfrage besteht bisher kaum ein Anreiz, dem Markt Flexibilität bereitzustellen. Einerseits, weil beispielsweise etablierte Instrumente für Flexibilität wie die Abschaltbare Lastenverordnung (AbLaV) nicht verlängert wurden und andererseits, weil bisher keine vergleichbaren Instrumente verabschiedet wurden. Hinzu kommt, dass die Digitalisierung des Energiesystems bisher nur unzureichend fortgeschritten ist und damit in weiten Teilen die Grundlage für Flexibilität in der Praxis nicht gegeben ist. Dies betrifft etwa den Smart-Meter-Rollout oder die Einführung zeitvariabler Tarife. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass das Flexibilitätspotenzial zumeist überschätzt wird und sich die wirtschaftliche Nachfrage nur begrenzt an der volatilen Erzeugung erneuerbarer Energien orientieren kann. Entsprechend müsste ein Flexibilitätsinstrument die hohen Umsatzeinbußen durch sehr attraktive finanzielle Anreize ausgleichen, was das Stromsystem in der kommenden Dekade nicht zu volkswirtschaftlich tragbaren Kosten leisten kann.

Hinzu kommt, dass die Möglichkeit, industrielle und gewerbliche Prozesse zu flexibilisieren nicht nur eine betriebswirtschaftliche Entscheidung ist, sondern vom Herstellungs- und Produktionsprozess abhängt und nicht beliebig geändert werden kann. Zu berücksichtigen ist zudem, dass das Potenzial an Flexibilität in zahlreichen industriellen Branchen anlagenspezifisch und nicht unternehmensbezogen erhoben und zukünftig optimiert werden kann.

Lösungen

Um das Flexibilitätspotenzial zu erschließen, sollte das bestehende System individueller Netzentgelte weiterentwickelt werden, indem der Wirtschaft mehr Flexibilität ermöglicht wird. Unternehmen sollte es im Rahmen einer ausreichenden Übergangsfrist ermöglicht werden, freiwillig zu partizipieren (opt-in). Darüber hinaus sollte die abschaltbare Lastenverordnung umgehend wieder in Kraft treten, damit Unternehmen die Möglichkeit haben, dem Markt ein zusätzliches Flexibilitätsangebot bereitzustellen.

BMWK: 4. *Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?*

DIHK: Alle konkreten Handlungsoptionen in den einzelnen Handlungsfeldern sollten zu einer Entlastung der Strom-

kosten für alle Branchen und Unternehmen führen und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland stärken.

BMWK: *5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?*

DIHK: Mit Blick auf Flexibilität in Industrie und Gewerbe gilt, dass Unternehmen für unflexible Produktionsprozesse nicht bestraft werden dürfen, während flexibles Verhalten zusätzlich belohnt werden sollte. An dieser Stelle auch der Hinweis, dass die Einbindung von Flexibilitäten in zentrale Kapazitätsmärkte kaum gleichberechtigt gelingen kann, wie das Beispiel Großbritannien zeigt. Dies führt dann zu einer Verschlechterung des Geschäftsumfelds für Flexibilitäten, wie das Papier richtig ausführt.

DIHK Ansprechpartner

Dr. Sebastian Bolay,

Bereichsleiter Energie, Umwelt, Industrie
bolay.sebastian@dihk.de

Dr. Niclas Wenz,

Referatsleiter für Strommarkt, erneuerbare Energie und nationaler Klimaschutz
wenz.niclas@dihk.de

Stand: September 2024